

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОГО ФОНДА СКВАЖИН ВУ ОНГКМ. ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ.

Горидько Кирилл Александрович, Федоров Алексей Эдуардович

научный руководитель канд. техн. наук Вербицкий Владимир Сергеевич

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина

Газлифтный способ эксплуатации скважин хорошо известен всем специалистам в области нефтедобычи и широко используется на месторождениях, как бывшего СССР, так и за рубежом. Несмотря на то, что данный метод добычи хорошо изучен, на ОНГКМ приходится сталкиваться с рядом проблем при использовании газлифтной эксплуатации. Каждая из них может привести к значительному снижению эффективности данного метода. Но большинство этих проблем могут быть устранены использованием соответствующих методик мониторинга, автоматизации и оптимизации газлифтной эксплуатации.

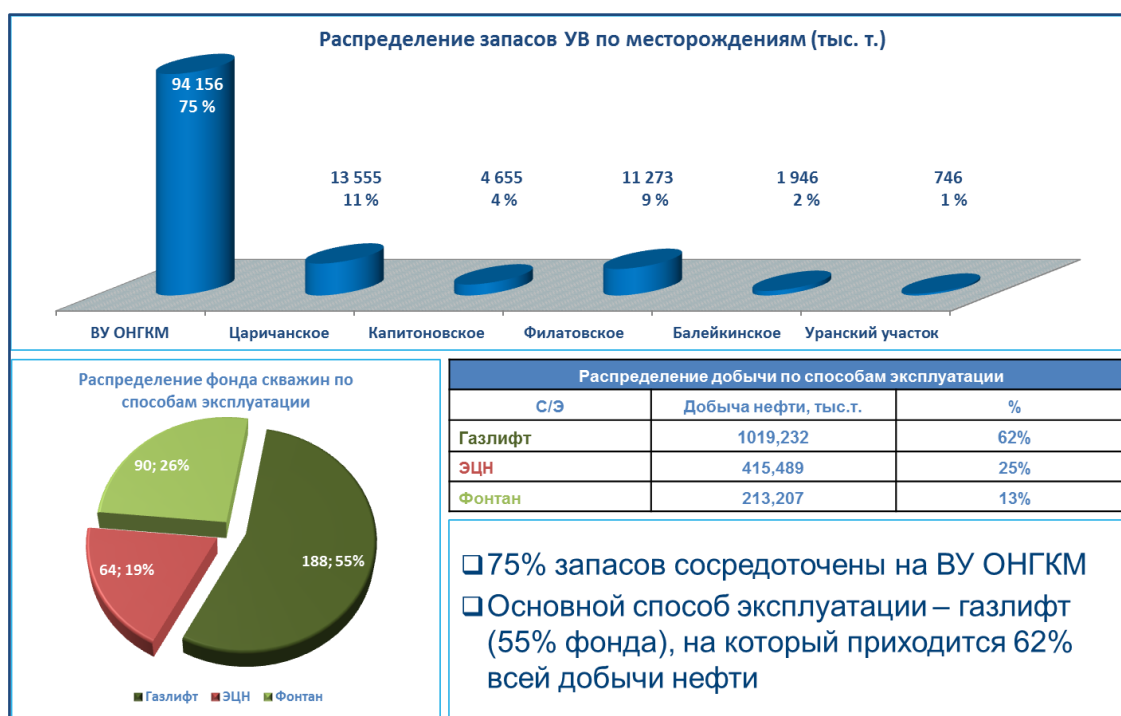


Рисунок 1. Характеристики фонда скважин

Из рисунка 1 видно, что основные запасы добываемой продукции сосредоточены на ВУ ОНГКМ и основным способом эксплуатации является газлифт.

Проведен анализ работы газлифтного фонда ВУ ОНГКМ: из 188 газлифтных скважин было проанализировано 65 скважин, по которым есть данные ГДИС. В результате проведенного анализа были выявлены основные проблемы, процентное соотношение которых представлено на рисунке 2.

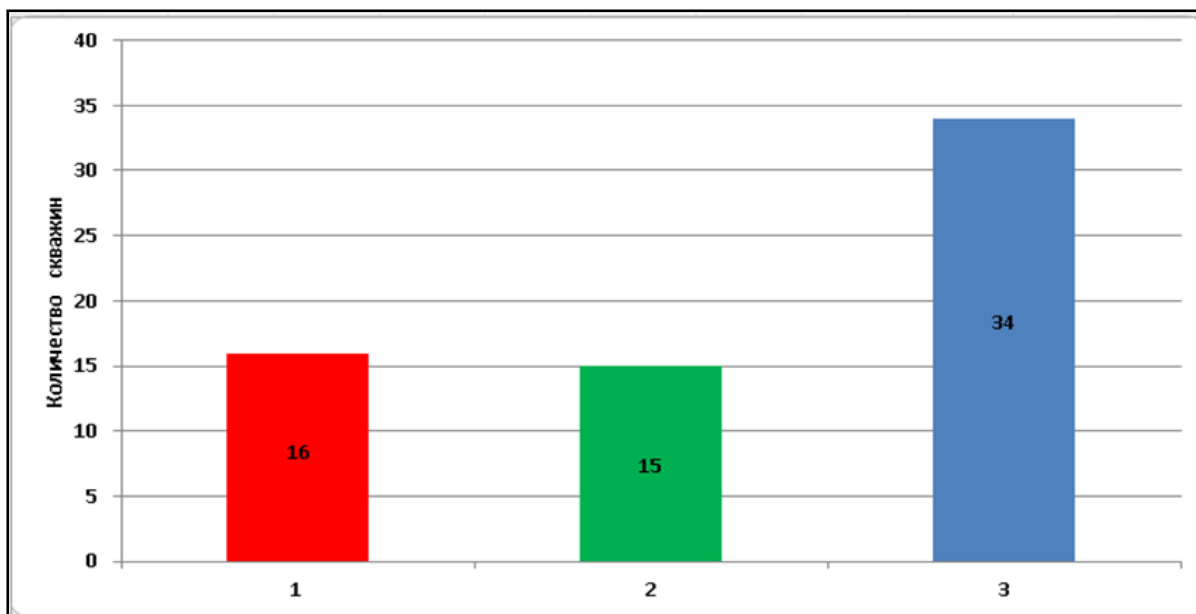


Рисунок 2. Выявленные проблемы газлифтной эксплуатации.

1 – фонд скважин, который предположительно (расчетно) будет фонтанировать при снижении устьевое давления с фактического значения до 0,5 до 1 МПа (изменении технологической схемы системы сбора);
 2 – фонд скважин, на котором неправильно расставлены или неправильно оттарированы клапаны;
 3 – фонд скважин с повышенным удельным расходом газа или со вскрытием газовых горизонтов (конусы газа).

Для решения выявленных проблем было предложено два пути решения:

- повышение давления закачки активного газа ($P_{a/r}$);
- повышение удельного расхода газа ($R_r, \text{м}^3/\text{т}$).

Анализ чувствительности показал, что изменение давления закачки является наиболее значимым параметром для оптимизации газлифтного фонда скважин (при прочих равных условиях: глубина спуска НКТ, глубины спуска клапанов, количество клапанов, забойное давление и дебит по жидкости).

Для оптимизации газлифтного фонда скважин предложены следующие технологические схемы:

1. Модульно-блочная насосно-компрессорная установка снижения устьевое давления и циклического использования газлифтного газа (Схема №1) [2];
2. Модульно-блочная бустерно-насосная установка циклического использования газлифтного газа (Схема №2) [2];
3. Модульно-блочная передвижная насосно-компрессорная установка снижения устьевое давления и освоения скважин (Схема №3) [2];
4. Модульно-блочная насосно-эжекторная установка снижения устьевое давления (Схема №4);
5. Устьевой газлифтный струйный аппарат (Схема №5). [1, с. 188]

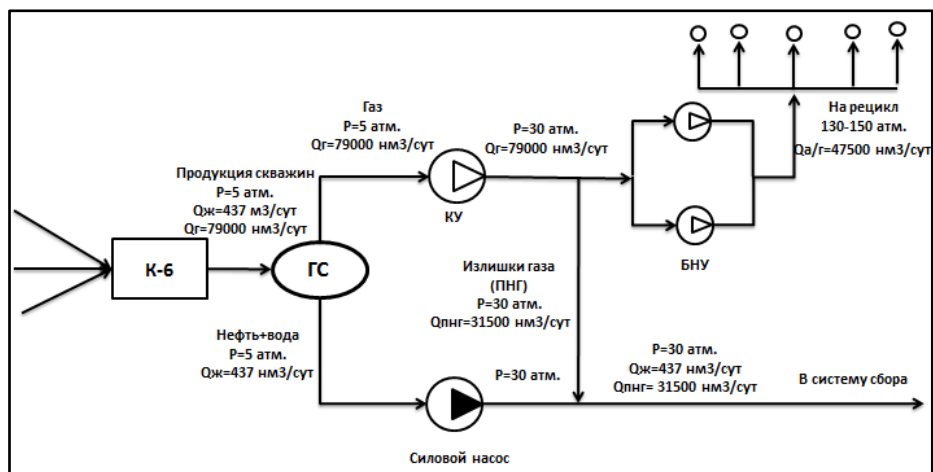


Рисунок 3. Схема №1.

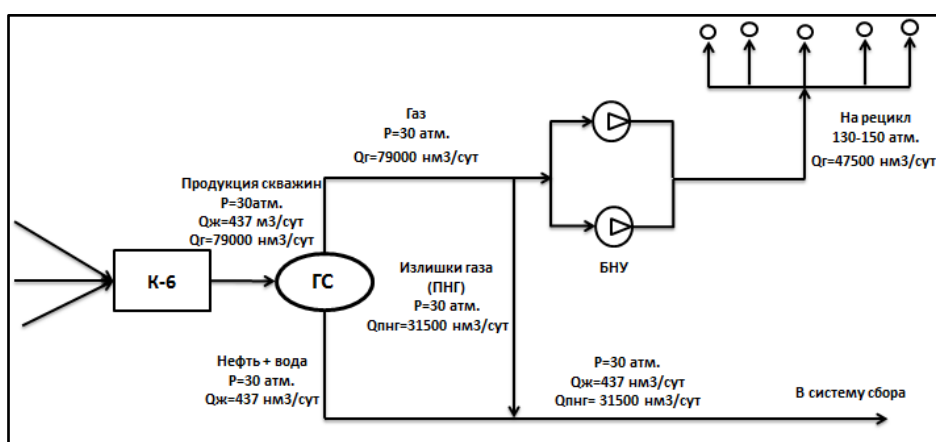


Рисунок 4. Схема №2.

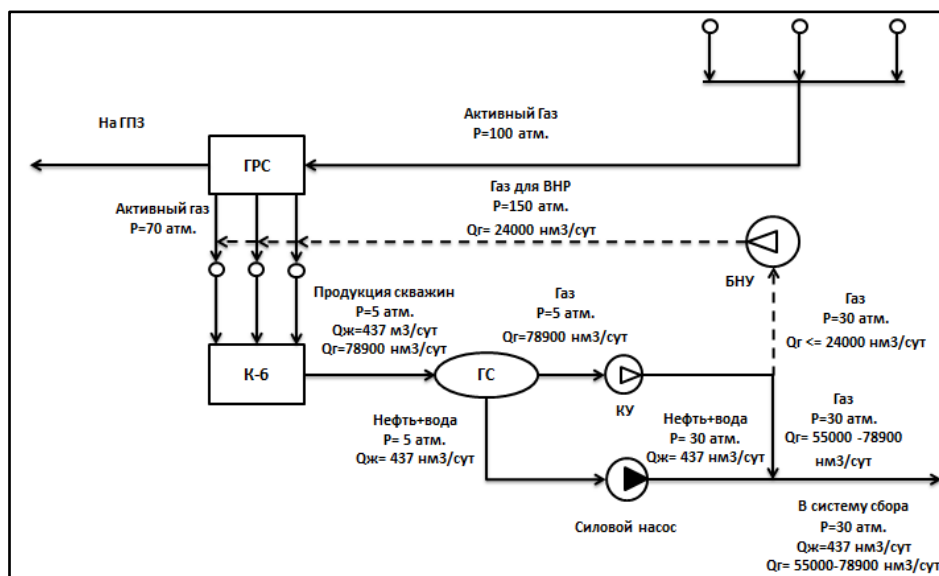


Рисунок 5. Схема №3.

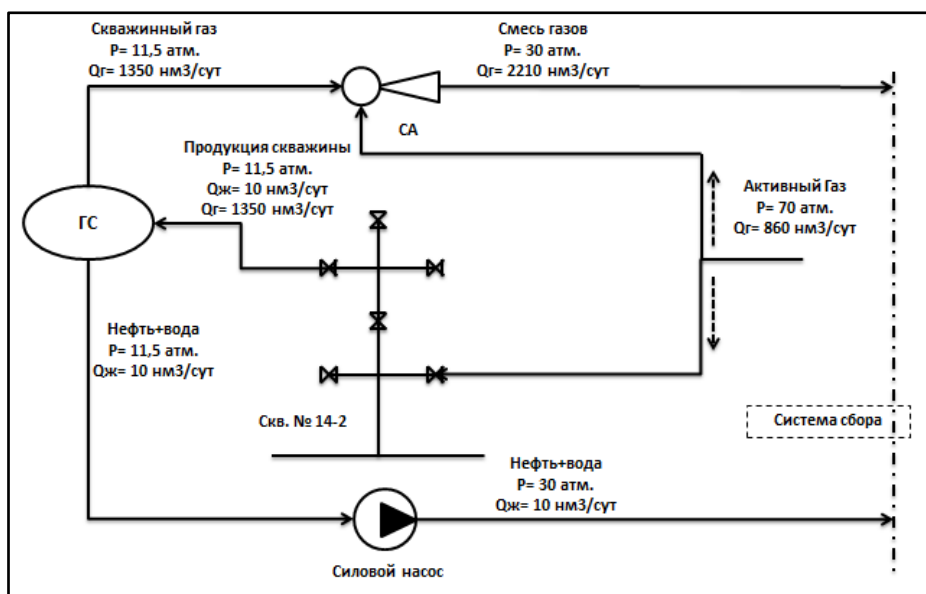


Рисунок 6. Схема №4.

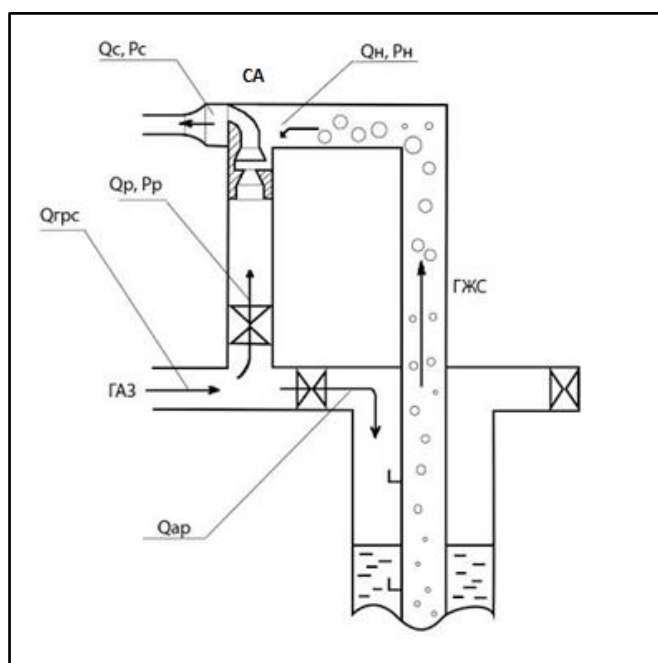


Рисунок 7. Схема №7.

Во всех схемах необходимо использовать коррозионностойкое оборудование, так как добываемая продукция содержит 6-7% H₂S

Так как использование оборудования в коррозионностойком исполнении значительно дороже, то на схемах №1, №3 предполагается подача газообразного ингибитора коррозии перед входом в компрессор (КУ) после газосепаратора (ГС), на схемах №1, №2, №3 требуется подача ингибитора коррозии вместе с питательной жидкостью в бустерную насосно-компрессорную установку (БНУ).

При реализации схем №1, №3, №4 силовые насосы необходимо оборудовать диспергаторами, так как гравитационный сепаратор (ГС) не позволит полностью отделить газ.

Схемы с использованием компрессора (КУ) необходимо оборудовать дополнительной системой подготовки (осушки) газа.

Схема №5 самая простая и дешевая, но требует комплексной научной экспериментальной работы для разработки методики подбора эжектора газ-ГЖС.

| Характеристики | №1 | №2 | №3 | №4 | №5 | Примечание |
|-------------------------------|----|----|----|-----|-----|--|
| Снижение устьевое давления | + | - | + | + | +/- | Снижение устьевое давления до 5-10 атм. Снижение устьевое давления в 1,5 раза |
| ВНР без азотной установки | + | + | + | - | - | За счет использования БНУ (Ра/г = 120-150 МПа) |
| Рецикл активного газа | + | + | - | - | - | Повторное использование активного газа |
| Затраты на внедрение, млн.руб | 69 | 53 | 44 | 4,5 | 0,5 | |

Таблица 1. Сравнение технических возможностей оптимизации газлифтного фонда скважин.

Для решения задачи оптимизации работы газлифтного способа эксплуатации была выбрана Схема №5. В настоящее время проводятся экспериментальные исследования на базе лаборатории техники и технологии добычи нефти в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Список используемой литературы

1. Соколов Е.Я. и Зингер Н.М. Струйные аппараты, Изд. 2-е, М., «Энергия», 1970. 288 стр. с илл.
2. Патент РФ 2251630, F04B23/06. Бустерная насосно-компрессорная установка/ Мартынов В.Н., Зильберберг Ю.А., Ретивых Д.Ю.; патентообладатель ООО «НПК «Ранко»; заявл. 25.09.2003. – опубл. 10.05.2005.